

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
«Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

«___» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исследование методов мониторинга технологических воздействий на
нефтяные пласты

Руководитель _____
подпись, дата

к.т.н., доцент В.С. Тынченко

Выпускник _____
подпись, дата

В.В. Марченко

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Исследования методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты» содержит 71 страницы текстового документа, 12 иллюстраций, 32 использованных источника.

МОНИТОРИНГ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, НЕФТЕДОБЫЧА, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ, ИМПУЛЬС ДАВЛЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ СРЕДУ, МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ, ПЛАСТ.

Объект исследования – методы интенсификации добычи нефти, в частности гидравлический разрыв пласта.

Цель работы: улучшение методов мониторинга, минуя существенное усложнение технологии и техники процессов интенсификации добычи нефти.

Задачи работы:

- Установить и описать объект исследования.
- Выявить насколько способы решения обозначенных проблем изучены.
- Провести исследование существующих патентных разработок в данной области.
- Изучить практический опыт, описанный в научно-исследовательских работах, на основании которого можно сделать выводы о достижениях в области применения современных методов.
- Внести предложение по усовершенствованию существующих методов, на основании анализа патентных разработок и научно-исследовательской литературы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Теоретическая часть	6
1.1 Повышение нефтеотдачи скважины.....	6
1.2 Методы интенсификации добычи нефти	8
1.2.1 Термообработка призабойной зоны скважины	8
1.2.2 Солянокислотная обработка скважины.....	10
1.2.3 Заводнение нефтяного пласта	12
1.2.4 Гидропескоструйная обработка скважины.....	15
1.2.5 Гидравлический разрыв пласта.....	16
1.2.6 Газовый метод увеличения нефтеотдачи	22
1.3 Мониторинг гидравлического разрыва пласта.....	25
1.4 Патентно-информационный обзор	26
2 Обзор промышленного опыта	34
2.1 Промышленный опыт в применении мониторинга гидравлического разрыва пласта	34
2.2 Методика применения микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта	36
2.3 Совершенствование микросейсмических методов мониторинга гидравлического разрыва.....	43
3 Практическая часть	48
3.1 Физические параметры воздействия на пласт.....	43
3.2 Принцип расчета импульса давления.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	68

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, степень эффективности добычи нефти считается неудовлетворительной, при том, что мировой спрос на нефтепродукты растёт и их потребление увеличивается. Вследствие этого, во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, это достигается путем ускоренного введения в эксплуатацию новых высокопродуктивных нефтегазовых месторождений, а также развития старых, уже находящихся в эксплуатации месторождений, разработки трудноизвлекаемых запасов и усовершенствования технологии добычи. Наиболее используемым методом становится метод искусственного воздействия на пласт.

Проблемы в добыче нефти – это трудности геологических условий разработки месторождений и, также, истощение запасов нефти. Решение проблем интенсификации добычи нефти, результативность в их решении, в известной степени зависит от информированности о протекающих в пласте процессах в ходе геолого-технических мероприятий. Таким образом мониторинг технологических воздействий является перспективным и позволяет оперативно собирать информацию об изменениях в пласте и призабойном участке скважины. [26]

Так как разные методы воздействий на пласт оказывают разную степень влияния на нефтеотдачу пласта, следовательно, необходимо уделить особое внимание мониторингу тех процессов, которые сильно влияют на состояние пласта. Широкое распространение получил гидравлический разрыв пласта, и мировая практика показывает, что данный метод имеет положительный экономический эффект. Эффективность этого метода интенсификации непосредственно зависит от фактической геометрии трещин, образованных в ходе проведения работ, фильтрационного режима, и их соответствие запланированным. Поэтому не возникает сомнений в необходимости исследования гидравлического

разрыва пласта, исследования мониторинга и контроля гидравлического разрыва пласта, для дальнейшего усовершенствования и поисков новых методов мониторинга. На сегодняшний день, известные методы мониторинга технологических воздействий на пласт предоставляют, как правило, всего один параметр воздействия для отслеживания, что не даёт возможности составить полное представление о происходящих в пласте процессах. Разработки, ведущиеся исследователями в данной области, не способствуют появлению новых методов мониторинга воздействий на нефтеносные пласты. [22]

Целью данной квалификационной работы является усовершенствование методов мониторинга, без существенного усложнения технологии.

Для достижения поставленной цели сформированы следующие задачи:

1. Установить и описать объект исследования.
2. Выявить насколько способы решения обозначенных проблем изучены.
3. Провести исследование существующих патентных разработок в данной области.
4. Изучить практический опыт, описанный в научно-исследовательских работах, на основании которого можно сделать выводы о достижениях в области применения современных методов.
5. Внести предложение по усовершенствованию существующих методов, на основании анализа патентных разработок и научно-исследовательской литературы.

1 Теоретическая часть

1.1 Повышение нефтеотдачи скважины

В природе нефть располагается в породах, имеющих поры и называемых пористыми. В их жидкость может накапливаться и перемещаться жидкость. Такие породы называют коллекторами. Важнейшими коллекторами нефти являются пески, песчаники, конгломераты (осадочные горные породы, представляющие три составных элемента сцементированные между собой: гальку, обломки с более тонким заполняющим веществом (песок) и связывающее вещество) и трещиноватые породы. Для образования залежи нефти, необходимо присутствие так называемых покрышек – это породы, препятствующие миграции. [20] Обычно коллектор расположен под уклоном, вследствие чего нефть и газ просачиваются вверх. Если их выходу на поверхность мешают складки породы, то образуются ловушки. Верхняя часть ловушки может быть занята слоем газа, тогда, объём такого накопившегося газа будет называться газовая шапка.



Рисунок 1 – График мирового спроса и предложения нефти 2013 – 2016 гг.

В современном мире, с постоянно повышающимся мировым спросом на нефть (рисунок 1), эффективная разработка нефтяных запасов требует применения передовых технологий их внедрение, позволяет нефтедобывающим компаниям вести деятельность в новых регионах, осваивать месторождения, которые ещё недавно казались нерентабельными, повышать добычу на «зрелых» скважинах. В эпоху трудноизвлекаемых запасов важность технологического развития – залог успешной разработки месторождения. Раньше, в 1960 – 1980 гг. толщина нефтяных пластов составляла 20 – 30 метров, сейчас она составляет 3 – 5 метров. При этом проницаемость пластов снизилась в десятки раз, что значительно сокращает скорость притока нефти к скважинам. Чтобы сделать разработку залежей таких скважин эффективной, необходимо бурить высокотехнологичные скважины, с применением технологических воздействий на нефтеотдачу пласта, сложные горизонтальные и многоствольные скважины. Совокупность технических, технологических и геологических мероприятий, целью которых является увеличить отдачу нефти из скважины, называется повышением нефтеотдачи скважины или интенсификацией. Для увеличения продуктивности скважины широко применяются такие методы обработки призабойной зоны как: химические и тепловые методы, а также физический метод - гидроразрыв пласта. Всё вышеперечисленное приводит как к ускорению разработки нефтяного месторождения, так и к повышению нефтеотдачи пласта. [21]

Бурить высокотехнологичные горизонтальные скважины достаточно сложно, и эта сложность связана с тем, что при переходе из вертикальной плоскости в горизонтальную добавляются множество технологических параметров, которые необходимо постоянно контролировать. Для грамотного выбора подходящего метода интенсификации и определении его продуктивности, необходимо располагать большим массивом качественной и достоверной информации о процессах, протекающих в коллекторе, о его геологическом строении, о свойствах нефтяной залежи.

Тщательная обработка поступающей информации о состоянии скважин, об условиях их работы, осуществление контроля за всеми этапами эксплуатации месторождения является необходимостью.

1.2 Методы интенсификации добычи нефти

1.2.1 Термообработка призабойной зоны скважины

Термообработку призабойной зоны скважины целесообразно применять при добыче тяжелой, вязкой нефти, а также нефти с содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов более 5-6%, что является высоким. Тепловая обработка, как раз, осуществляется для расплавления и удаления этих отложений парафина. [20]

Призабойную зону скважины можно прогреть следующими способами. Закачка в пласт теплоносителя. Теплоносителем может выступать насыщенный или перегретый пар, растворитель, горячая вода или нефть. Либо спуск нагревательного устройства на забой скважины.

Применение термообработки призабойного участка скважины может носить периодический характер. В таком случае отбор жидкости из скважины прекращается на время от двух до пяти суток. В этот временной промежуток осуществляется прогрев призабойной зоны. После эксплуатации скважины возобновляют, и откачка жидкости происходит уже при высокой температуре на забое, после извлечения нагревательного оборудования. В роли нагревательного оборудования выступает электронагреватель.

Его спускают на кабеле-тросе и устанавливают в зоне, заранее определенного для прогрева интервала пласта. Перед спуском нагревательного оборудования из скважины извлекаются насосы и трубы. Электронагреватель мощностью в несколько десятков киловатт способен повысить температуру в зоне нагрева до 180 – 200 °С. Этот вид термообработки целесообразен, если необходимо прогреть зону радиусом

менее 1 метра, так как из-за небольшой теплопроводности пород пласта, не удаётся прогреть значительную зону. [12]

Исследовательские измерения температурного режима по стволу скважины позволили увидеть, что нагретая зона распространяется на 10 – 20 метров вниз, и 20 – 50 метров вверх, от места расположения электронагревателя. Это можно объяснить конвективным переносом тепла в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревательным оборудованием. По данным исследований, после отключения нагревателя, температура на забое падает на 3 – 5 °С в час. Следовательно, пускать скважину в работу после нагрева нужно незамедлительно.

Тепловая обработка призабойного участка скважины также может выполняться с применением паротепловой обработки, которая заключается в закачке в пласт пара на короткий промежуток времени для инициирования расплавления парафино-асфальтовых отложений в призабойной зоне, снижающих её проницаемость. Для данного вида тепловой обработки пригодны неглубокие месторождения, – до 1100 метров – так как на большей глубине на забой уже поступает практически холодный конденсат. И, в отличие от тепловой обработки с нагревательным оборудованием, при закачке в пласт такого теплоносителя как пар, радиус зоны прогрева исчисляется 10 – 20 метрами. Для паротепловой обработки применяют стационарные котельные установки – парогенераторы.

Следующее, внутрипластовое горение. Внутрипластовое горение – это способ извлечения нефти, базирующийся на свойстве углеводородов (нефти) вступать в окислительную реакцию с кислородом, которая сопровождается выделением огромного количества теплоты. Основным преимуществом данного метода является генерирование теплоты непосредственно в пласте.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно посредством нагрева и нагнетания

воздуха. Теплота, необходимая для подведения в пласт для инициализации горения, создаётся с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительной реакций. После создания очага горения у забоя скважин, непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага продуктов горения обеспечивают поддержку процесса горения внутри пласта и перемещение по пласту очага вытеснения нефти. Часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти, используется в качестве топлива для горения. В итоге сгорают наиболее тяжелые фракции нефти. [18]

В случае обычного или сухого внутрипластового горения, оно осуществляется за счет нагнетания в пласт только воздуха, из-за его низкой теплоемкости в сравнении с породой пласта происходит отставание очага нагревания породы от перемещающегося очага горения. В результате этого более 80% генерируемой в пласте теплоты остается позади очага горения, практически не используется и рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Перемещение теплоты из области перед очагом горения в область за очагом горения возможно благодаря улучшению теплопереноса в пласте и добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – таким агентом может являться вода.

В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения. Сущность влажного внутрипластового горения заключается в процессе закачки определённого количества воды в пласт вместе с воздухом, которая, в свою очередь, соприкасается с нагретым движущимся очагом горения породы и испаряется. Пар, увлекаемый потоком газа, переносит теплоту в область, находящуюся впереди очага горения, где развиваются обширные зоны прогрева,

выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

1.2.1 Солянокислотная обработка скважины

Метод обработки с применением соляной кислоты является химическим методом воздействия на пласт и является одним из наиболее эффективных методов. В данном методе используется такое свойство соляной кислоты, при котором она вступает в реакцию с карбонатными породами, – известняком и доломитом – что приводит к расширению и очистке каналов в породе, и увеличению её проницаемости, тем самым увеличивая нефтеотдачу пласта.

Технологический процесс обработки скважины кислотой включает в себя операции по заполнению скважины кислотным раствором, продавливанию кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. Для вступления в реакцию кислоты с породами пласта, скважину, после окончания процесса продавливания, оставляют на время под давлением. [16]

При существенной толщине пласта и низком давлении в нем, применяют пенокислотную обработку – пена, образование которой происходит при перемешивании раствора кислоты с газом в аэраторе.

Недостатком кислотной обработки скважины можно назвать возникновение коррозии оборудования скважины. Поэтому, для снижения коррозионного воздействия применяют ингибированную кислоту, то есть кислоту, препарированную на заводе-производителе специальными добавками, замедляющими протекание процессов коррозии.

Скорость реакции в карбонатных породах в основном зависит от температуры и давления. При использовании солянокислотного раствора скорость реакции с повышением температуры увеличивается, но уменьшается по мере роста давления. Измерение положительного эффекта от применения кислотной обработки исчисляется разностью коэффициента продуктивности скважины до и после обработки, а также количеством

дополнительной добытой нефти. Из этого следует невозможность отслеживания в реальном времени параметров такого метода технологического воздействия на пласт, их регулировки, что негативно сказывается на эффективности воздействия.

1.2.3 Заводнение нефтяного пласта

Еще одним эффективным методом является закачка воды в нефтяной пласт. Он позволяет искусственно поддерживать пластовое давление, что приводит к сохранению высоких текущих дебитов нефтяной скважины. Заводнение делится на законтурное, внутриконтурное и приконтурное. Основной целью закачки воды в пласт является эффективное вытеснение нефти к добывающим скважинам и увеличение экономической эффективности разработки месторождения благодаря повышению коэффициента извлечения нефти из залежи. [14]

Законтурное заводнение - метод разработки нефтяных месторождений, при котором закачкой воды в нагнетательные скважины, располагаемые за внешним контуром нефтеносности, по периметру залежи, поддерживается или восстанавливается баланс пластовой энергии (рисунок 2).

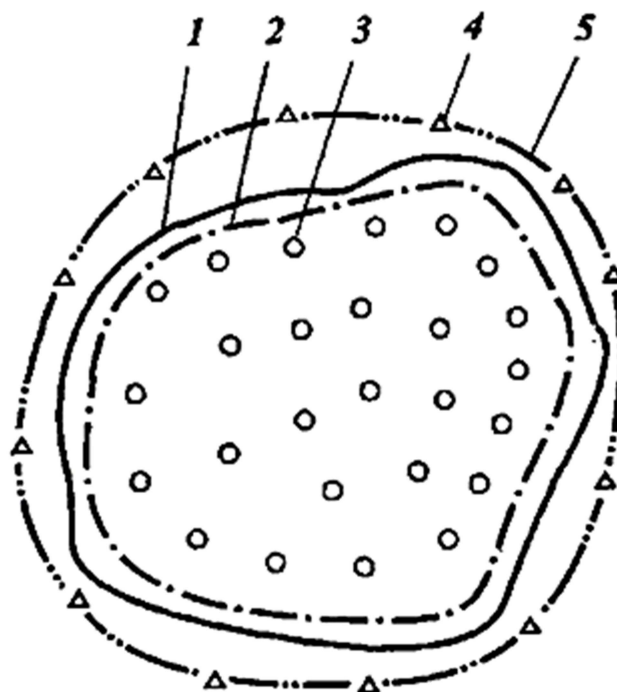


Рисунок 2 – Схема законтурного заводнения с пояснением: 1 – внешний контур нефтеносности, 2 – внутренний контур нефтеносности, 3 – добывающие скважины, 4 – нагнетательные скважины, 5 – контур нагнетательных скважин

Эксплуатационные скважины, в свою очередь, располагаются внутри контура нефтеносности. Вследствие этого, увеличивается приток воды к пласту и в нефтяной залежи поддерживается высокое давление.

Однако, чрезмерное отдаление нагнетательных скважин от эксплуатационных может снизить эффективность искусственного контура питания. С другой стороны, чрезмерное приближение нагнетательных к эксплуатационным скважинам может вызвать скорое, неравномерное обводнение залежи, и большой объем нефти останется в ней. До 1000 – 1200 м – такое расстояние принимают от ряда нагнетательных скважин до эксплуатационных для однородных пластов. А для неоднородных пластов – 600 – 700 м.

Если проницаемость пород плохая, то нагнетательные скважины располагаются внутри контура, в водонефтяной зоне пласта, в зоне с лучшей проницаемостью. Такой вариант размещения называется

приконтурным заводнением. Законтурное и приконтурное заводнение дает максимальный эффект при разработке месторождения небольших размеров (ширина внутреннего контура нефтеносности до 4 – 5 км), так как повышенное давление, создаваемое линией нагнетательных скважин, оказывает наибольшее воздействие лишь на два – три близлежащих ряда эксплуатационных.

Для осуществления законтурного заводнения наиболее подходящими будут пласты, сложенные однородными песками и песчаниками с хорошей проницаемостью. В то время, как заводнение сложенных известняками пластов может не возыметь должного эффекта, так как в них некоторые участки могут не сообщаться с остальной системой каналов. [4]

Внутриконтурное заводнение применяется при отсутствии связи с законтурной областью или при значительных по площади залеж в пласте (рисунок 3). Месторождение делится на отдельные участки рядами нагнетательных скважин. В ходе закачки воды в пласт, по линии размещения нагнетательных скважин возникает зона с повышенным давлением, что препятствует перетеканию нефти из одной площади в другую. Система разработки при внутриконтурном заводнении может строиться от центра к периферии – очаговое заводнение. Расположение нагнетательных скважин по кольцу, разделяя при этом залежь нефти на большую площадь (кольцевую) и меньшую площадь (центральную) называется кольцевым заводнением. Осевое же заводнение характеризуется расположением нагнетательных скважин по оси.

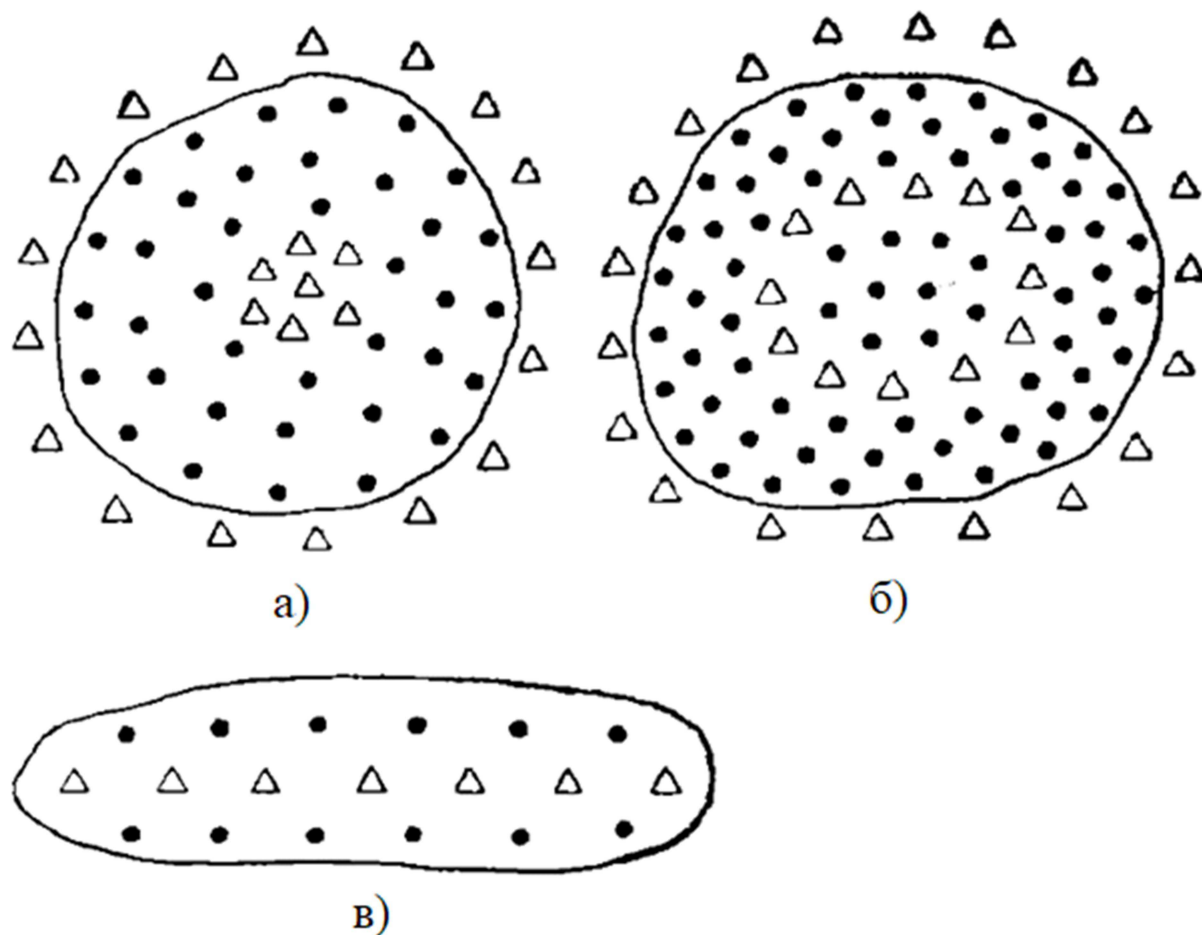


Рисунок 3 – Виды внутриконтурного заводнения: а – очаговое, б – кольцевое, в – осевое

Заводнение не только увеличивает отдачу нефтяного пласта, но и позволяет использовать месторождение интенсивнее, что сокращает сроки нефтедобычи.

1.2.4 Гидропескоструйная обработка скважины

Гидропескоструйная перфорация является одним из способов увеличения продуктивности скважины. Его применяют при вскрытии плотных коллекторов, для образования трещин в заданном интервале пласта.

Гидропескоструйная перфорация – это процесс, при котором в стенках эксплуатационной колонны, цементном кольце и породе пласта

создаются отверстия, с помощью струи рабочей жидкости, – абразивной песчано-жидкостной смеси – вытекающей с большой скоростью из насадки. Насадка – это пескоструйный перфоратор, прикрепленный к нижнему концу насосно-компрессорных труб.

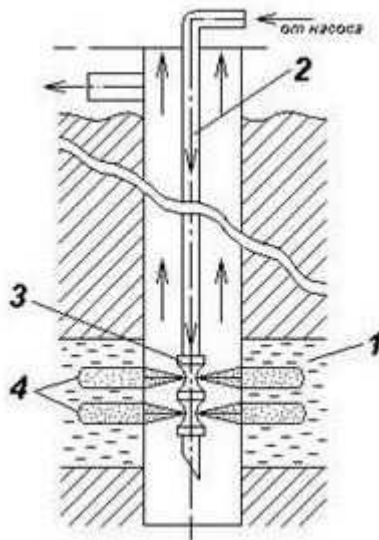


Рисунок 4 – Схема гидропескоструйной обработки скважины: 1 – зона обработки, 2 – насосно-компрессорная труба, 3 – гидроперфоратор, 4 – гидроперфорационные каналы

Основан метод гидропескоструйной перфорации скважин на использовании абразивного свойства струи песчано-жидкостной смеси, выходящей с большой скоростью из перфоратора и её кинетической энергии. Рабочая смесь закачивается в насосно-компрессорные трубы с помощью насосных агрегатов высокого давления, которые, в свою очередь, установлены на шасси тяжелых грузовых автомобилей с рамной конструкцией, и далее смесь поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству.

Струя жидкости с песком за небольшой отрезок времени, направленная на стенку скважины, образует отверстие в обсадной колонне, канал в цементном камне и горной породе пласта. При методе

гидропескоструйной перфорации скважины создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано-жидкостной струе очень высокой скорости, которая может достигать несколько сотен метров в секунду. При этом перепад давления составляет порядка 15 - 30 МПа. В породе пласта вымывается полость грушеобразной формы, обращенная узким конусом к перфорационному отверстию в колонне.

Размер такой полости, называемой каверной, зависит от прочности горной породы пласта, от продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м. Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости, выходящей из канала через перфорационное отверстие. В среднем скорость перфорации горной породы составляет 0,6 – 0,9 мм/с.

1.2.5 Гидравлический разрыв пласта

Ввиду того, что гидравлический разрыв пласта является одним из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти, мониторингу его параметров следует уделить пристальное внимание, так как эти параметры могут повлиять на итоговую эффективность нефтеотдачи пласта. Гидравлический разрыв пласта проводят в случаях падения дебита или для увеличения приемистости нагнетательных скважин. Применение гидроразрыва даёт, в большинстве случаев, положительный эффект и приводит к увеличению нефтеотдачи в два – три раза.

Сущность гидравлического разрыва пласта заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. Для сохранения трещин в открытом состоянии при снижении давления в них вместе с жидкостью закачивают закрепляющий агент – проппант. [8]

Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва. В качестве жидкости в пласт под давлением до 50 Мпа закачивают минеральную или пресную воду, либо очищенную нефть. Для предупреждения закрытия трещин, образованных в результате гидравлического разрыва пласта, в жидкость добавляют песок с крупными песчинками или шарики, изготовленные из пластмассы. Для предотвращения быстрого прорыва воды в добывающую скважину, нужно добиться такого размещения зоны образования трещин, при котором связи между добывающей и нагнетательной скважиной не будут расширяться.

После создания и развития трещин, начинают действовать агенты временной блокировки. Они герметизируют трещину и препятствуют проникновению в неё жидкости разрыва (гелеобразная, мутная жидкость с повышенной вязкостью) и расклинивающего материала. Затем создаётся нагнетательное давление, в результате которого появляется новая трещина в другом интервале.

После того, как развитие этой трещины закончилось, и она закрепилась, в жидкость разрыва вновь вводится агент временной блокировки, блокирующий и её. Таким образом процесс может быть повторён много раз. Расклинивающий материал должен обладать такими свойствами как: обеспечение хорошей проницаемости, повышенное сопротивление на сжатие, нейтралитет с добываемой жидкостью и жидкостью разрыва, а также низкая стоимость. Схема осуществления гидравлического разрыва пласта представлена на рисунке 5.

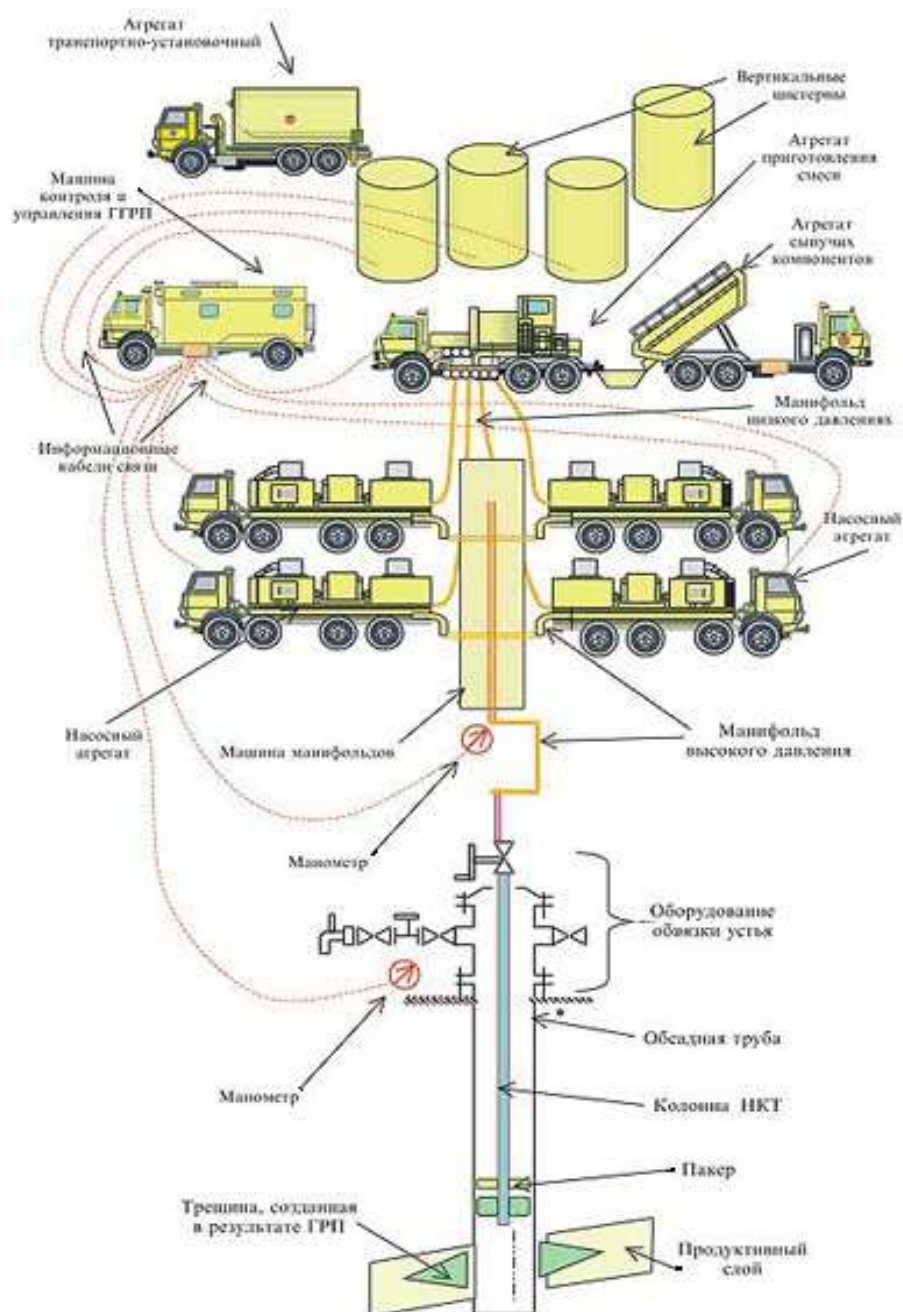


Рисунок 5 - Схема проведения гидроразрыва пласта

В процессе кислотного гидравлического разрыва при давлении, которое превышает давление разрыва, в скважину последовательно закачивается жидкость разрыва и солянокислотный раствор. В качестве рабочего реагента при проведении гидравлического разрыва пласта применяются различные жидкости, обладающие разными физическими свойствами. [16]

Для достижения успешной обработки жидкость разрыва должна удовлетворять определенным химическим и физическим свойствам, таким как: совместимость с материалом пласта, обладание способностью к удерживанию во взвешенном состоянии проппанта и его транспортировке в глубь трещины, обладание способностью за счет присущей ей вязкости развивать необходимую ширину трещины для приема проппанта, лёгкость в удалении из пласта после обработки, низкие потери на трение. [12]

Приготовление жидкости должно быть простым и легко выполнимым, так как её приготовление осуществляется в полевых условиях, с использованием передвижной лаборатории. Она должна обладать такой стабильностью, чтобы сохранить вязкость в процессе всей обработки. Жидкость должна быть эффективной с точки зрения стоимости, то есть экономически оправданной.

Жидкости гидравлического разрыва делятся на три следующие категории, а именно: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель, продавочная жидкость. Рассмотрим более подробно каждую из перечисленных категорий:

- жидкость разрыва является рабочим агентом, нагнетанием которого в призабойную зону пласта создается давление, обеспечивающее нарушение целостности пород пласта с образованием новых трещин или расширением уже существующих;

- жидкость-песконоситель - используется для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения ее песком с крупными частицами (проппантом). Она должна быть не фильтрующей или обладать минимальной, быстро снижающейся фильтруемостью и иметь высокую пескоудерживающую способность;

- продавочная жидкость - применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя.

Жидкость разрыва, с одной стороны, образует магистральную трещину, а с другой, заполняет каверны, – полости в горной породе размером более 1 мм – и естественные трещины с высокой проницаемостью, что препятствует попаданию в эти трещины раствора соляной кислоты, который поступает следом за жидкостью разрыва.

Закачиваемый солянокислотный раствор разъедает породу по направлению трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые породы заполнены гелеобразной жидкостью разрыва. Закачка последующих пачек жидкости разрыва и раствора соляной кислоты еще в большей степени увеличивает протяженность трещины и, как следствие, поверхность фильтрации. Тем самым создаются условия, при которых приобщаются ранее неработающие пропластки и повышается производительность скважин.

Как правило, в такой технологии не применяются расклинивающие материалы, так как после взаимодействия с солянокислотным раствором трещина имеет развитую поверхность и смыкается хаотичными выступами, создавая систему сообщающихся гидродинамических каналов, через которые идет фильтрация нефти. [32]

Механизм взаимодействия терригенных (обломочных, осадочных горных пород) и карбонатных пород с кислотами существенно различается. В первом случае, при кислотной обработке терригенных коллекторов частицы пластовых пород осаждаются в порах пласта. Эти частицы нерастворимы в остаточной кислоте, и после обработки от них трудно очистить пласт. При контакте с нефтью они могут образовывать шлам или эмульсию, загрязняющие пласт и сводящие на нет улучшение проницаемости в результате кислотной обработки. Соответственно, применение кислотного гидроразрыва для терригенных пород не целесообразно.

При кислотной обработке карбонатных пород соляная кислота растворяет карбонатные породы с образованием продуктов, которые растворяются в остаточной кислоте. После обработки без затруднений обеспечиваются приток этих продуктов в околоскважинную зону и их подъем на поверхность. [31]

При выборе скважин для осуществления гидравлического разрыва пласта, выполняется следующий перечень действий:

- анализируется геолого-физическая и промысловая информация, строится детальная геологическая модель объекта;
- определяется ориентация трещин;
- рассчитываются оптимальные параметры трещин, а именно длины и проводимости;
- выявляются скважины с загрязненной призабойной зоной;
- предварительно подбираются скважины для гидравлического разрыва пласта. При расстановке скважин на новом участке или месторождении необходимо учитывать по возможности ориентацию трещин;
- создаётся геолого-математическая модель объекта;
- рассчитывается базовый вариант разработки без проведения гидроразрыва;
- рассчитывается вариант с гидроразрывами во всех скважинах, намеченных на предыдущих этапах;
- сопоставляется базовый вариант и вариант с гидравлическим разрывом пласта: выявляются скважины, в которых гидроразрыв не приводит к существенному увеличению добычи нефти, выявляются невырабатываемые участки пласта и проектируются дополнительные гидроразрывы в добывающих скважинах для дренирования этих участков, выявляются участки, характеризующихся пониженным пластовым давлением, и проектируются дополнительных гидроразрывы в нагнетательных скважинах;

– создаются новые варианты с гидравлическими разрывами пласта, проводятся расчеты, сравниваются варианты между собой и с базовым вариантом;

– выбираются несколько, технологически эффективных вариантов;

– проводятся технико-экономические расчеты с учетом затрат на гидроразрыв и производится выбор рекомендуемого варианта.

1.2.6 Газовый метод увеличения нефтеотдачи

Первым направлением является закачка в пласт воздуха. За счет внутрипластовых окислительных процессов при низкой температуре, закачанный в пласт воздух трансформируется в эффективный вытесняющий агент. На рисунке 6 можно увидеть механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт. Как результат окисления при низкой температуре в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, который, в свою очередь содержит азот, углекислый газ и широкие фракции легких углеводородов.

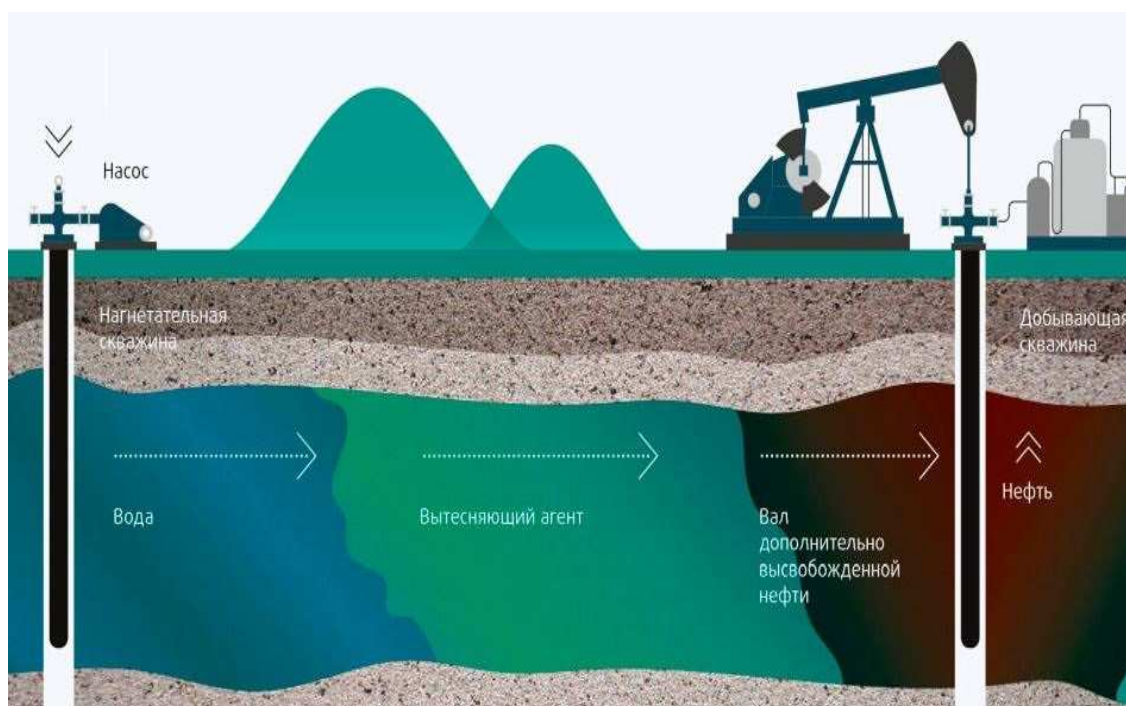


Рисунок 6 – механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Преимуществами метода закачки воздуха в пласт являются:

- использование недорогого агента – воздуха;
- использование природной энергетики пласта, то есть повышенной температуры пласта (более 60 – 70°C) для самопроизвольного инициирования окислительных процессов внутри пласта и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных окислительных процессов внутри пласта является – это одно из важных следствий использования энергии пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. По мере увеличения температуры, интенсивность окислительных реакций возрастает.

Следующим направлением воздействия на пласт можно назвать метод с применением диоксида углерода или углекислого газа. Как известно, двуокись углерода растворяется в воде лучше углеводородных газов. И чем выше давление и меньше температура, тем растворимость двуокиси углерода в воде больше и вследствие растворения двуокиси углерода в воде вязкость увеличивается. Однако увеличение это незначительное. При массовом содержании в воде 3 – 5% двуокиси углерода ее вязкость увеличивается лишь на 20 – 30%.

При растворении углекислого газа, образующаяся в воде угольная кислота растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и, следовательно, повышает проницаемость. Диоксид углерода растворяется в нефти в четыре-десять раз лучше, чем в воде в среднем в восемь раз, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Межфазное натяжение между ними становится очень низким во время перехода. Диоксид углерода в воде уменьшает вероятность разрыва водной пленки и способствует отмывке пленочной нефти, покрывающей породы. Из-за, этого, при малом межфазном натяжении, капли нефти в поровых каналах пласта перемещаются свободно, и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

При растворении диоксида углерода в нефти её плотность повышается, а вязкость уменьшается, и объем нефти значительно увеличивается. Увеличение объема нефти в 1,5 – 1,7 раза при растворении в ней двуокиси углерода вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти.

Основным фактором, увеличивающим коэффициент вытеснения, при вытеснении высоковязкой нефти является уменьшение её вязкости при растворении в ней углекислоты. При пластовом давлении выше давления полного смешивания, двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель. Тогда в пласте будет образовано 3 зоны: зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистой двуокиси углерода.

Если двуокись углерода нагнетается в заводненную залежь, то перед её зоной формируется вал нефти, который вытесняет пластовую воду. Увеличение объема нефти под воздействием растворяющейся в нём двуокиси углерода, наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

При воздействии на пласт азотом или дымовыми газами, основой является горение твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Метод сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

- образующиеся газы горения под давлением до 100 МПа вытесняют в пласт жидкость из ствола, которая расширяет естественные трещины и создает новые;

- нагретые до 180 – 250 °С пороховые газы, расплавляют парафин и смолы при проникновении в пласт;

– газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород образует раствор соляной кислоты со слабой концентрацией при наличии воды. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

Если сделать общий анализ вышеизложенных методов технологического воздействия на нефтяные пласты с целью интенсификации добычи нефти, то можно сделать вывод, что наиболее перспективным, эффективным и поддающимся мониторингу методом является метод гидравлического разрыва пласта.

1.3 Мониторинг гидроразрыва пласта

Всеобъемлющий мониторинг эффективности работы скважины при применении гидроразрыва пласта, позволяет получить необходимую информацию о КПД мероприятия по увеличению нефтеотдачи.

Из опыта сервисных нефтегазовых компаний, которые разрабатывают технологии мониторинга гидравлического разрыва пласта, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа (волнового акустического комплекса геофизических исследований, основанного на использовании взаимно ориентированных источников и приемников упругих волн), применяемых для оценки азимута разрыва только вблизи ствола скважины гидравлического разрыва пласта.

[1]

Таким образом, микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмомиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны гидравлического разрыва пласта. Технология основана на использовании специальных средств – методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения. В нефтегазовой отрасли она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна гидравлического разрыва пласта, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов.[17]

Существуют различные технологии скважинного и поверхностного микросейсмического мониторинга, базирующиеся, соответственно, на регистрации глубинного микросейсмического излучения как непосредственно в скважине гидравлического разрыва пласта, так и в соседних наблюдательных скважинах или на поверхности при помощи площадных сейсмических расстановок. [6]

1.4 Патентно-информационный обзор

Авторское свидетельство № RU2455655.

Настоящее изобретение относится к нефтегазовой области, в частности к мониторингу и контролю процессов, связанных со стимулирующей обработкой пласта. Способ включает проведение процесса гидравлического разрыва пласта в скважине с регистрацией микросейсмической активности, создаваемой в ходе операции гидравлического разрыва. Вместе с этим генерируют низкочастотные волны давления (трубные волны) вблизи скважины. Осуществляют регистрацию трубных волн, отраженных от гидроразрывов, в режиме

реального времени и осуществляют анализ местоположения микросейсмических событий и отражений трубных волн от гидроразрывов. Технический результат: повышение точности определения начальной стадии появления трещины и сопутствующих явлений при проведении гидравлического разрыва пласта. Предлагаемое изобретение представляет собой способ мониторинга развития гидравлического разрыва в режиме реального времени, который дает возможность получать информацию, недоступную при использовании существующих приемов. Способ включает анализ результатов измерений, полученных с одновременным использованием двух методик: микросейсмических исследований, при которых микросейсмические события инициируются в ходе операции гидравлического разрыва, и отражения низкочастотных волн давления (трубных волн), инициированных и распространяющихся в стволе скважины и отражающихся от разрывов, препятствий в стволе скважины, сегментов завершения и т.д. Данное сочетание методик мониторинга дает одновременную информацию о сравнении влияния операции гидравлического разрыва пласта на задействованную породу на расстояниях, обычно составляющих от 15 м до 300 м от ствола скважины - с помощью микросейсмического мониторинга, с информацией о связи гидравлического разрыва и ствола скважины - с помощью мониторинга низкочастотных волн. На основе совместного использования микросейсмических исследований и мониторинга гидроволн были разработаны следующие методики, являющиеся составными частями заявленного изобретения:

а) калибровка модели сейсмических скоростей, используемой для анализа распространения сейсмических Р- и S-волн, на ранней стадии гидравлического разрыва;

б) определение с высоким пространственным разрешением точки входа (перфорационного отверстия или группы перфорационных

отверстий), соединенной с сетью гидроразрывов, исследуемой при помощи микросейсмического метода;

в) отделение микросейсмических событий, создаваемых независимыми гидроразрывами, пересекающими ствол скважины, от микросейсмической активности, создаваемой сетью гидроразрывов в одной точке входа;

г) в некоторых случаях, оценка кривизны гидравлического разрыва (от продольной до поперечной и наоборот);

д) диагностика причины прекращения микросейсмической активности по длине ствола скважины, связанная с преждевременной закупоркой трещины до регистрации такого события показаниями манометра;

е) диагностика причины активности, возникающей вдоль определенного сечения ствола скважины (утечка в пакере-пробке, смещение уплотняющего шарика);

ж) трубные волны, распространяющиеся в гидрогазрыве и отраженные от конца гидравлического разрыва, могут использоваться для отделения микросейсмических событий, имеющих место на конце гидравлического разрыва и гидравлически соединенных со стволом скважины, от микросейсмических событий, не связанных с гидроразрывом;

з) трубные волны, распространяющиеся в гидрогазрыве, могут также использоваться для определения геометрии гидравлического разрыва с более высоким пространственным разрешением по сравнению с микросейсмическим мониторингом, что позволяет выявлять плоскости гидроразрывов, развивающихся на более близких расстояниях, в случаях, когда микросейсмический мониторинг выявил бы только одну плоскость развивающегося гидравлического разрыва.

Совместное использование данных методик, а также интерпретации корреляций между результатами исследований дает возможность более

точного определения начальной стадии появления трещины и сопутствующих явлений гидравлического разрыва пласта. [2]

Авторское свидетельство № RU2537419.

Группа изобретений относится к скважинному мониторингу, с использованием распределенной системы акустического зондирования, гидравлического разрыва пласта во время сооружения эксплуатационных скважин, таких как нефтяные и газовые скважины. Обеспечивает повышение эффективности способа и надежности системы мониторинга. Сущность решения: способ содержит этапы, на которых: опрашивают оптическое волокно, размещенное вдоль траектории ствола скважины, для формирования распределенного акустического датчика; собирают данные от многочисленных продольных участков волокна; и обрабатывают указанные данные для получения индикации по меньшей мере одной характеристики гидравлического разрыва пласта, причем, по меньшей мере, одна индикация, по меньшей мере одной характеристики гидравлического разрыва пласта содержит индикацию, по меньшей мере одного из:

а) уровней интенсивности;

б) частоты;

в) разброса частот акустических возмущений по меньшей мере в продольном участке зондирования волокна вблизи места растрескивания, причем указанную индикацию используют для представления индикации потока проппанта и текучей среды в трещину.

Цель настоящего изобретения состоит в создании систем и способов мониторинга гидравлического разрыва пласта в буровой скважине. Согласно первому аспекту изобретения, представлен способ скважинного мониторинга гидравлического разрыва пласта, включающий стадии, в которых: опрашивают оптическое волокно, размещенное вдоль траектории ствола скважины, для создания распределенного акустического датчика, измеряют данные от многочисленных продольных участков волокна; и

обрабатывают указанные данные для получения индикации по меньшей мере одной характеристики гидравлического разрыва пласта. Распределенное акустическое зондирование представляет собой форму оптоволоконного зондирования, альтернативную точечным датчикам, в которой оптически опрашивают единичный отрезок продольного волокна, обычно одним или более входными импульсами, для проведения непрерывного зондирования активности колебаний вдоль отрезка. В волокне возбуждают оптические импульсы и регистрируют, и анализируют обратное рассеяние излучения внутри волокна. Чаще всего регистрируют обратное рэлеевское рассеяние (когерентное рассеяние без изменения длины волны (называемое также упругим рассеянием) на частицах, неоднородностях или других объектах, когда частота рассеиваемого света существенно меньше собственной частоты рассеивающего объекта или системы.). [29] В ходе анализа обратного рассеяния излучения внутри волокна можно эффективно подразделить волокно на много численные дискретные участки зондирования, которые могут быть (но могут и не быть) смежными. Внутри каждого дискретного участка зондирования механические колебания волокна, например, от акустических источников вызывают изменение количества излучения, которое претерпевает обратное рассеяние от этого участка. Это изменение может быть зарегистрировано и проанализировано и использовано в качестве меры интенсивности возмущений в волокне на этом участке зондирования. Как применяемому в настоящем описании, термину «распределенное акустическое зондирование» будет придано значение датчика, включающего оптическое волокно, в которое посылают оптический сигнал для создания многочисленных дискретных акустических участков зондирования, распределенных в продольном направлении вдоль волокна, и «акустический» предполагается означаящим любой тип механического колебания или волны сжатия, в том числе сейсмические волны. Поэтому способ может включать стадии, в которых возбуждают серию оптических

импульсов в указанном волокне и регистрируют обратное рэлеевское рассеяние излучения волокном; и обрабатывают зарегистрированное обратное рэлеевское рассеяние излучения для формирования многочисленных дискретных продольных участков зондирования в волокне. Следует отметить, что как используется здесь, термин «оптический» не ограничивается видимой областью спектра, и оптическое излучение включает инфракрасное излучение и ультрафиолетовое излучение. В способе согласно настоящему изобретению сигналы обратной связи из волокна обрабатывают для получения индикации по меньшей мере одной характеристики гидравлического разрыва пласта. В датчике, обработка по каждому отдельному акустическому каналу может быть проведена в режиме реального времени. Таким образом, способ согласно настоящему изобретению обеспечивает индикацию характеристик гидравлического разрыва пласта в режиме реального времени, то есть без какой-то значительной задержки. Поэтому индикация характеристик гидравлического разрыва пласта, обеспечиваемая данным способом, может быть использована для регулирования процесса гидравлического разрыва пласта. Способ согласно настоящему изобретению исполняют в то время, когда текучую среду и проппант нагнетают вниз в буровую скважину и он дает показания в реальном времени того, что происходит в глубине скважины. Это может позволить оператору скорректировать параметры течения, при необходимости останавливать течение или добавлять дополнительный твердый материал, основываясь на показаниях характеристик гидравлического разрыва, то есть данных от датчика. В некоторых вариантах исполнения автоматическое управляющее устройство может быть приспособлено для корректирования параметров. [3]

Авторское свидетельство № RU2318223.

Предложенное изобретение относится к нефтегазовой области и связано, в основном, с обслуживанием скважин в нефтегазовой промышленности, более узко, с оптимизацией пассивного сейсмического

мониторинга гидравлических разрывов. Предложенные способы могут помочь идентифицировать положения указанных очагов микроземлетрясений, находящихся вблизи разрыва. Способы основаны на подаче в обрабатываемую скважину импульсов давления большой амплитуды. Такие импульсы могут быть созданы как специальными установками, дополнительными к стандартному оборудованию для гидроразрыва, так и стандартным оборудованием, например, одним из насосов гидроразрыва. В частности, естественный сильный импульс давления возникает при остановке насосов. Первый способ реализуется, когда амплитуда импульса достаточна для открытия сдвиговых разломов вокруг трещины, тогда трещина обнаруживается при помощи обычных средств пассивной регистрации сейсмических волн от акустических событий, связанных с открытием сдвиговых разломов, и интерпретации положения таким образом полученных событий как близлежащих к трещине. [17] Второй способ реализуется за счет резкого различия временных последовательностей импульса давления, генерируемого в скважине, и микроземлетрясений вокруг трещины и состоит в такой обработке данных с сейсмических приемников, при которой выделяется сигнал, похожий на импульс давления в скважине, и локализуется источник этого импульса путем анализа времен его прихода к приемникам, а затем источник импульса отождествляется с областью, непосредственно прилегающей к трещине гидроразрыва. Первый способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта путем приложения импульсов давления к обрабатываемой скважине осуществляется, например, путем выполнения следующей последовательности действий:

а) Подают либо во время выполнения работ по гидравлическому разрыву, либо после них, низкочастотные (0-100 Гц) импульсы давления большой амплитуды (приблизительно 5-10 МПа) в обрабатываемую скважину таким образом, чтобы импульсы давления распространялись

внутри разрыва и создавали соответствующие динамические возмущения в близлежащих к разрыву областях для того, чтобы реактивировать ранее существовавшие разломы вокруг гидравлического разрыва. Однако амплитуда этих импульсов не должна быть слишком большой, чтобы не вызвать соприкосновения стенок трещины, что могло бы привести к ее закрытию.

б) Определяют положение разломов. Реактивация разломов вблизи разрыва относится к тому же виду явлений, что и микроземлетрясения, поэтому положение разломов может быть определено стандартными методами пассивного сейсмического мониторинга.

в) Полученные положения очагов микроземлетрясений связываются с близлежащими к разрыву областями и, следовательно, дают возможность определять положение разрыва более точно. Во время распространения вдоль стенок разрыва импульс давления инициирует образование сдвиговых трещин (разломов) вокруг разрыва. Следовательно, обнаружение соответствующих микроземлетрясений позволяет следить за возбужденными источниками акустических волн и, соответственно, более точно определять положение разрыва.

Исходный импульс давления проникает в трещину гидроразрыва и распространяется вдоль трещины, затем достигает края трещины и излучается в формацию, где и фиксируется сейсмическими приемниками системы пассивного мониторинга, при этом временная последовательность импульса деформируется, однако остается кардинально отличной от последовательности микроземлетрясений. Таким образом, поверхность трещины становится источником сейсмического сигнала, похожего по форме на исходный импульс давления. Поэтому определение источника данного сигнала есть определение поверхности трещины. [22]

2 Практическая часть

2.1 Промышленный опыт в применении мониторинга гидроразрыва пласта

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества гидравлического разрыва пласта, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. В нефтегазовой индустрии она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна гидравлического разрыва пласта, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. [13]

Первые успешные работы в России на основе применения скважинного пассивного сейсмического мониторинга были выполнены ОАО «ЦГЭ» в 2006–2007 годах при гидравлическом разрыве пласта ачимовских пластов (коллекторов с аномально высоким давлением, порядка 600 атмосфер, и с низкой проницаемостью пород) на Малобалыкском и Омбинском месторождениях ОАО «Роснефть» в Западной Сибири, а также в Казахстане на месторождении Узень АО НК «КазМунайГаз».

Ачимовские отложения, залегающие на глубине, которая составляет примерно 4000 м, имеют гораздо более сложное геологическое строение в сравнении с сеноманскими (которые, в свою очередь, залегают на глубине от 1100 до 1700 м) и валанжинскими (находящимися на глубине от 1700 до 3200 м) залежами. Песчаники и песчаные алевролиты (твёрдые осадочные породы) в ачимовском разрезе присутствуют, в основном, в восточной части, в зоне палеосклона. На запад в сторону развития глубоководной части палеобассейна толщина пластов резко сокращается ввиду исчезновения из разреза песчаных и алевролитовых прослоев. В центральной и западной частях ачимовский разрез представляют, в

основном, маломощные глинистые отложения. Геологическое строение ачимовских отложений, к примеру, северо-запада Сургутского свода обусловлено наличием ярко выраженных клиноформ, распространение и строение которых должно учитываться на этапе освоения месторождений. В ачимовских отложениях выделяются несколько локальных реперных пластов глин толщиной от 3 до 15 м. Указанные пласты разделяют ачимовскую толщу на несколько самостоятельных пластов.

Ачимовские пласты представляют собой резервуары с очень сложным распределением в них коллекторов - линзовидных тел. Линзовидная форма песчаных тел клиноформной толщи, их надежная изолированность, обеспечивает плотную упаковку в пространстве, поэтому потенциальные залежи в подобных телах, контролируются собственной морфологией, каждой индивидуальной линзы и качеством коллекторов. [14] Ачимовские отложения залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей.

Себестоимость добычи ачимовского газа превышает себестоимость сеноманского от 10 до 15 раз, запасы которого близятся к истощению, поэтому разработка ачимовских пластов залегания продлит эксплуатацию месторождений. В последние годы наибольшее распространение получили работы по технологии наземных наблюдений, выполняемые в больших объемах ООО «Газпром гео ресурс» и ООО «Викосейс» на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. [17]

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи

ствола скважины гидравлического разрыва пласта. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта являются актуальными.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмо-эмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны. Однако, несмотря на более высокую стоимость технологии скважинного микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта в сравнении с наземной технологией, она часто является единственным инструментом для контроля гидравлического разрыва пласта, к примеру, в условиях глубоко залегающих целевых пластов и при первостепенности задач по контролю трещинной зоны гидроразрыва пласта по высоте для прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты. [8] Наличие подходящих скважин-кандидатов для наблюдения, является сдерживающим фактором, но, также, следует отметить, что, к примеру, для пилотных проектов надежным решением является синхронное наблюдение в двух и более скважинах, как и в случае применения скважин из старого фонда или временно выведенных из эксплуатации.

2.2 Методика применения микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта

Один из самых эффективных методов повышения добычи нефти из скважины – это гидравлический разрыв пласта. И, как следствие, требуется уделить самое пристальное внимание мониторингу параметров данного метода, так как чем точнее и качественнее будет получаемая информация, тем более существенное воздействие можно оказать на нефтеотдачу пласта.

И когда речь идет о мониторинге гидравлического разрыва пласта в режиме реального времени, подразумевается микросейсмический метод

мониторинга, ввиду того, что это самый эффективный и достоверный метод в наши дни.

Микросейсмический мониторинг имеет два направления – скважинный и наземный. Это объясняется использованием как скважинных, так и поверхностных наблюдений для глубинного микросейсмического изучения. На рисунке 8 можно увидеть пример схемы скважинного мониторинга.

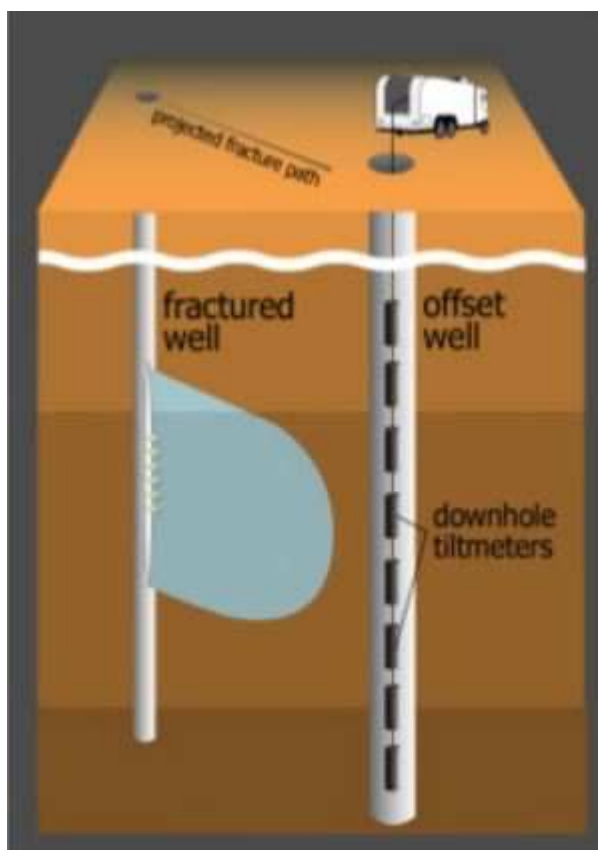


Рисунок 8 – схема осуществления скважинного мониторинга

Для микросейсмического мониторинга существуют различные технологии скважинного и поверхностного, основанные на регистрации микросейсмического излучения как непосредственно в скважине, так и в соседних наблюдательных скважинах или на поверхности при помощи площадных сейсмических расстановок. [18] Так как при планировании микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта следует учитывать

цели и результативность мониторинга, технологические риски и разницу в стоимости работ следует предварительно оценить следующее:

- дистанции между зоной гидравлического разрыва пласта и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а дистанции между устьями скважин - наблюдательной и гидравлического разрыва пласта. Первые должны быть порядка первых сотен метров, вторые – по возможности, максимальными;

- высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсμοприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля). Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной, что приводит к удорожанию работ;

- использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные. Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводилось гидравлического разрыва пласта, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях;

- наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в

наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера (резиновый армированный брезентом манжет, расширяющийся в скважине при нажиме колонной вышерасположенных труб);

- шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта гидравлического разрыва пласта. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных, т.к. изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами;

- влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины гидравлического разрыва пласта. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины гидравлического разрыва пласта, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения). [6]

И если, в случае больших удалений по пересечению пластов между скважиной гидравлического разрыва пласта и наблюдательной скважиной часто удастся достичь увеличения дистанции работоспособности метода, например, располагая приборы на уровне пласта в окрестности слоев с пониженной скоростью (то есть в волноводах), то высокая вибрация обсадной колонны в интервале приема вынуждает искать другие интервалы с более благоприятными условиями приема или принять решение о невозможности высокоточных наблюдений.

В России же, наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок с большой апертурой и большим количеством приемников (до полутора тысяч). На рисунке 8 можно увидеть иллюстрацию наземного микросейсмического мониторинга.

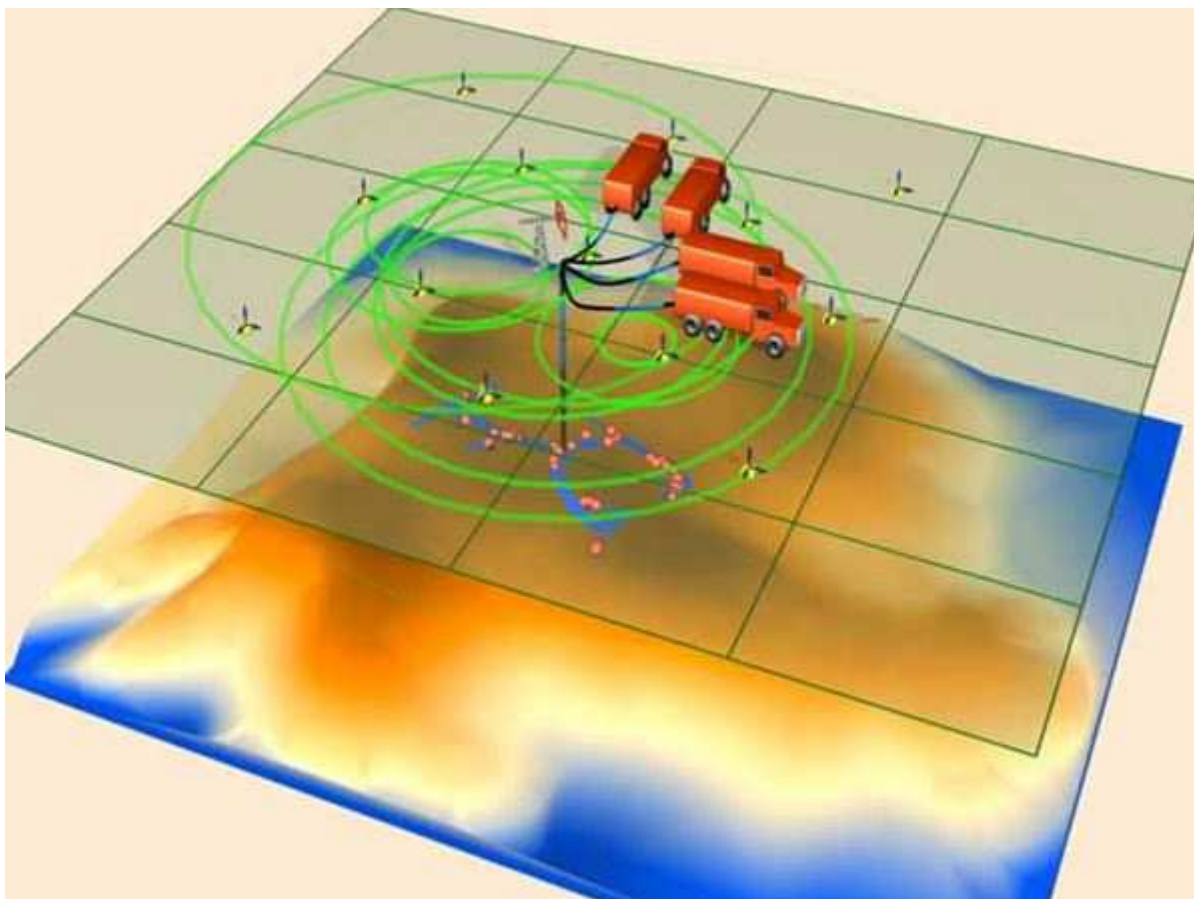


Рисунок 9 – иллюстрация наземного микросейсмического мониторинга

Высокая кратность накопления и специальные приемы обработки по алгоритмам сейсмо-эмиссионной томографии высокого разрешения позволяют уверенно выделять слабые глубинные микросейсмические сигналы из зоны гидравлического разрыва пласта на фоне интенсивных поверхностных помех. Такие системы наблюдений используются компаниями ООО «Газпром гео ресурс» и ООО «Викосейс» при мониторинге гидравлического разрыва пласта коллекторов углеводородов верхненеокомского комплекса (комплекса пород, сложенного чередующимися песчаниками, алевролитами и глинами, которые характеризуются резкой структурной изменчивостью по разрезу) и ачимовских коллекторов (коллекторов с низкой проницаемостью пород и с аномально высоким давлением, порядка 600 атмосфер) на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

В числе проблем наземных наблюдений с использованием площадных сейсмических расстановок:

- погодный и сезонный факторы;
- влияние природно-ландшафтных условий на условия установки приборов (болота, озера и др.);
- размещение пунктов приема в окрестности мощных поверхностных техногенных помех (инженерно-технические сооружения, ЛЭП, дороги, трубопроводы и др.);
- наличие мнимых и ложных источников;
- ограничения по апертуре приема. [8]

Для улучшения условий установки необходимо заглубление приборов, в том числе в мелких скважинах. Мнимые источники обусловлены волнами от поверхностных техногенных источников, претерпевшими отражения на границе, залегающей на глубине, равной половине глубины целевого пласта гидравлического разрыва пласта. Они проявляются в центре зоны гидравлического разрыва пласта при гидроразрыве в вертикальных скважинах.

Ложные источники являются разновидностью мнимых и наблюдаются при гидравлическом разрыве пласта в наклонных скважинах, обычно формирую интенсивный шлейф по направлению падения буровой колонны. Вызваны они, в частности, интерференцией боковых лепестков характеристики направленности приемной антенны для различных источников. Часто такой шлейф маскирует полезные искомые источники.

Для отбраковки мнимых и ложных источников применяются специальные алгоритмы с одновременным определением координат источников и соответствующей им оптимальной скоростной модели: для мнимых источников эффективная скорость будет меньше, чем для искомых эмиссионных источников (так как отраженные волны распространяются в верхней более низкоскоростной части разреза), что позволяет произвести автоматическую отбраковку ложных решений.

Последняя проблема из отмеченных в списке вызвана тем, что оптимальная апертура (условная плоская поверхность антенны излучающая или принимающая сигнал) обычно подбирается из условия ее соизмеримости с двойной глубиной целевого горизонта, и для глубоких горизонтов, например, ачимовских коллекторов, сигналы при регистрации калибровочных выстрелов перфоратора гидравлического разрыва пласта могут не прослеживаться по всей длине профилей расстановки. Последнее не позволяет произвести полную калибровку, включая коррекцию статических поправок для всех пунктов приема, и вынуждает уменьшать апертуру, снижая тем самым оптическую разрешающую способность метода. Последняя непосредственно влияет на точность локализации источников.

Отметим также, что из-за большого объема данных (на один-два порядка по сравнению со скважинным мониторингом) возможность обработки в режиме реального времени практически не реализуема.

Очевидно, выбор оптимальной технологии микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта должен определяться с учетом всех вышеизложенных факторов включая такой не маловажный, как соотношение цены и качества.

Например, для глубокозалегающих целевых пластов с приоритетом задачи контроля развития трещинной зоны гидравлического разрыва пласта по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты целесообразно привлечь скважинную технологию, если имеются подходящие скважины-кандидаты для наблюдений.

Если основное назначение работ заключается в решении стандартной задачи по определению простирания, размеров и в оценке фильтрационных свойств трещинной зоны гидравлического разрыва пласта, то во многих случаях оптимальным выбором является наземный мониторинг, позволяющий сэкономить существенные средства.

2.3 Совершенствование микросейсмических методов мониторинга гидравлического разрыва

Для формирования предложения по улучшению методов мониторинга гидроразрыва, необходимо проанализировать ранее рассмотренные патенты, указать их достоинства и недостатки.

Авторское свидетельство № RU2318223.

Сущность изобретения, описанного в данном авторском свидетельстве и относящимся к нефтегазовой области, которое может быть применимо к проведению мониторинга гидроразрыва пласта, в следующем: во время проведения гидравлического разрыва пласта или после него в обрабатываемую скважину подают импульсы давления с амплитудой, достаточной для открытия сдвиговых разломов. Далее фиксируются сейсмические сигналы, которые возникли от акустических событий, вследствие открытия сдвиговых разломов, с помощью расположенных сейсмоприёмников в окрестности обрабатываемой скважины. Они способствуют идентификации границы поверхности трещины по локализации сдвиговых разломов.

К минусам данного метода можно отнести недостаточную чувствительность, то есть момент, когда амплитуда импульса давления будет недостаточен для образования сдвиговых разломов, что приведёт к неэффективности метода.

К достоинствам отнесём отсутствие специфических технических требований и, как следствие, простоту в реализации данного метода.

Авторское свидетельство № RU2537419.

Целью настоящего способа, относящегося к скважинному мониторингу гидравлического разрыва пласта, с использованием распределённой системы акустического зондирования, является размещение вдоль траектории ствола скважины кабелей из оптического волокна, – нить из оптически прозрачного материала, которая позволяет передать информацию на большие расстояния с высокой скоростью

передачи этой информации – для создания распределённого акустического датчика.

Оптоволокно «опрашивают», собирая данные от её продольных участков, и затем, эти данные обрабатываются для получения индикации как минимум одной характеристики гидроразрыва пласта: уровня интенсивности, частоты или разброса частот акустических возмущений. Компьютерную модель, дающую визуальное представление о собранных данных можно увидеть на рисунке 10.

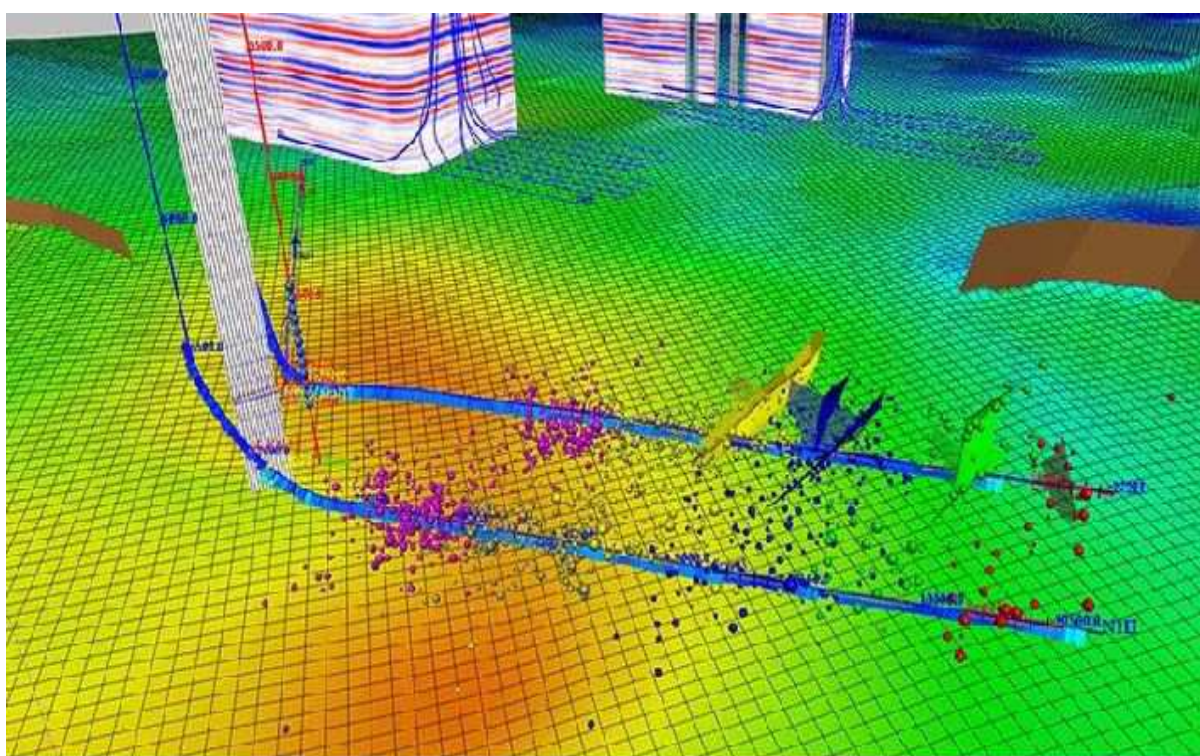


Рисунок 10 – компьютерная модель, дающая визуальное представление о распределении микросейсмических событий

К достоинствам предложенного способа можно отнести высокую скорость передачи данных о процессе проведения гидравлического разрыва пласта в реальном времени, а, следовательно, меньшие затраты времени на получение этой информации, возможности её оперативной обработки и дальнейшего принятия решений.

К недостаткам следует отнести технологическую сложность метода и необходимость наличия дополнительного высокоточного оборудования.

Авторское свидетельство № RU2455655

Предложенный метод относится к мониторингу процессов, связанных со стимуляцией обработки пласта, а именно гидравлического разрыва. Метод базируется на выполнении следующих операций:

- проведение гидравлического разрыва пласта;
- регистрация микросейсмической активности, которая была создана во время проведения гидроразрыва;
- одновременно с предыдущим шагом, производится генерация трубных волн – низкочастотных волн давления, – вблизи скважины;
- последующая регистрация трубных волн, в реальном времени, которые отразились от гидравлического разрыва;
- анализ локализации событий микросейсмического характера и отражений низкочастотных трубных волн от гидравлического разрыва.

К достоинствам предложенного в данном авторском свидетельстве метода следует отнести то, что микросейсмический метод мониторинга процессов, на участках обнаружения микросейсмических событий, происходящих при осуществлении гидравлического разрыва пласта и располагающихся вблизи него, является в достаточной степени достоверным.

К недостаткам следует отнести тот факт, что локализация микросейсмических событий не всегда происходит в местах поступления жидкости разрыва и расклинивающего агента. Они могут появиться в ходе высвобождения внутрипластовой энергии в областях, находящихся вдали от места проведения гидравлического разрыва.

Подытоживая результаты, для структуризации проанализированной информации, оформим отмеченные достоинства и недостатки, приведенные выше авторских свидетельств, в таблицу (таблица 1):

Таблица 1 – достоинства и недостатки разработок в сфере мониторинга гидроразрыва в авторских свидетельствах

Номер рассмотренного авторского свидетельства	Достоинства	Недостатки
1	2	3
№ RU2318223	Отсутствие специфических технических требований и простота реализации данного метода	Недостаточная чувствительность, когда амплитуда импульса давления будет недостаточна для образования сдвиговых разломов
№ RU2537419	Высочайшая скорость передачи данных о процессе проведения гидроразрыва пласта в реальном времени и малые затраты времени на получение информации.	Технологическая сложность метода и необходимость наличия дополнительного высокоточного оборудования

1	2	3
№ RU2455655	Достаточная достоверность метода при регистрации микросейсмических событий расположенных вблизи	При возникновении сторонних шумов и микросейсмических событий, искажается картина мониторинга и его результаты

3 Практическая часть

3.4 Физические параметры воздействия на пласт

Приложение импульса давления к обрабатываемой скважине, для открытия сдвиговых разломов вокруг трещины наиболее просто реализуется технически и даёт необходимый эффект. Рассматриваемая здесь модель горных пород адаптируется к реальным возможностям численных методов механики сплошной среды. При этом состояние элемента массива (конгломерата) определяется параметрами состояния, как монолитных частей, так и поверхностей ослабления. Хаотические дефекты влияют на свойства и поведение материала, однако в рамках представительного объема не рассматриваются как отдельные объекты, оставаясь составной частью основного материала. Дефекты, образующие ориентированные системы ослаблений, также не выступают как отдельные объекты, но их состояние описывается соответствующими параметрами, которые учитывают влияние на поведение включающего их конгломерата. Напряжения и деформации в таком конгломерате считаются непрерывными и рассчитываются с применением методов механики сплошной среды.

При неоднородной трещиноватости массива, изменение структурного состояния пород в каждый момент времени определяется значением тринадцати параметров прочности (по каждому из выделенных направлений) и четырьмя тензорами составляющих деформаций: упругих, вязкоупругих, пластических (разрушающих) и поровых.

В условиях изменения влажности и температуры пород к перечисленным деформациям добавляются приращения деформаций набухания и температурного расширения. Напряжения и полные деформации подчиняются общим законам механики сплошной среды при соблюдении условий равновесия и непрерывности. Для блочных массивов количество меняющихся параметров прочности определяется числом

существовавших первоначально или образовавшихся при разрушении систем поверхностей ослабления прочности. В рамках модели квазисплошной среды (неоднородный трещиноватый массив пород), для каждого из выделенных направлений применяется критерий прочности Мора-Кулона. [30]

Прочность массива горных пород значительно отличается от прочности образцов горных пород при любом виде нагружения: сжатии, растяжении или сдвиге. При этом прочность массива зависит от направления действия сил и не может быть установлена только с помощью понижающих коэффициентов.

Сопротивление массива горных пород растяжению в значительной мере зависит от характера трещиноватости и слоистости. Прочность горного массива при растяжении может обуславливаться трением и сцеплением (при сжатии, прочность массивов пород также связана с трением и сцеплением). На практике чрезвычайно трудно определить величину прочности горного массива при растяжении.

Вырезать из горного массива призматическое тело и обеспечить в нем условие одноосного растяжения практически невозможно. При численном моделировании механических процессов в горном массиве, прочность при растяжении понимается как способность такого тела сопротивляться растягивающим силам. Это сопротивление обеспечивается в основном сцеплением по контактам слоев и плоскостей с трещинами. Для большинства горных пород прочность при растяжении составляет один к тридцати — один к десяти прочности при сжатии. Для горных массивов следует ожидать еще меньшей прочности при растяжении. [18]

Плоские дефекты в горных породах: трещины, плоские контакты и тонкие прослойки малопрочных и пластичных пород образуют хаотические и некоторым образом ориентированные системы. Разрушение в таких массивах наблюдается, главным образом, по плоскостям дефектов, а условия разрушения зависят от деформационных и прочностных свойств

отдельных дефектов и их пространственного расположения. Прочность массива горных пород значительно отличается от прочности образцов горных пород при любом виде нагружения: сжатии, растяжении или сдвиге. При этом прочность массива зависит от направления действия сил и не может быть установлена только с помощью понижающих коэффициентов. Сопротивление массива горных пород растяжению в значительной мере зависит от характера трещиноватости и слоистости.

При численном моделировании механических процессов в горном массиве, однако, прочность при растяжении понимается как способность такого тела сопротивляться растягивающим силам. Самое широкое распространение получил критерий Мора-Кулона, согласно которому разрушение наступает тогда, когда значение сдвигающих напряжений достигает критического, зависящего от нормального напряжения на площадке сдвига.

В пользу критерия прочности в напряжениях говорит то, что с его помощью можно описывать напряженное состояние материала, прогнозируя характер и скорости деформаций в текущий момент времени (в процессе математического моделирования). Деформационный критерий такой возможности не дает, поскольку деформации могут определять состояние материала по отношению к предельному состоянию лишь в конкретных условиях нагружения. Деформационный критерий, отражающий возможное поведение материала при произвольном нагружении, должен учитывать не только деформации, но и их скорости. Трудностями разработки такого критерия, видимо, и объясняется их отсутствие.

Разрушение в массивах горных пород происходит по плоскостям дефектов, а условия разрушения определяются свойствами отдельных трещин или плоских контактов и их пространственным расположением. С другой стороны, в задачах механики отдельные части горного массива рассматриваются как сплошные и однородные, и, следовательно, критерии

прочности, применяемые для каждой точки, должны учитывать свойства конгломератов, содержащих и ненарушенные части, и трещины в представительном объеме.

Вокруг горных выработок (искусственных полостей, сделанных в недрах земли) могут возникать области, в которых действуют одновременно по разным направлениям сжимающие и растягивающие напряжения. Часто эти зоны определяют возможность разрушения и его вид в элементах выработок. Условия и характер разрушения при одновременном действии сжимающих и растягивающих напряжений имеют большое значение для решения задач, связанных с динамическими явлениями в рудниках и угольных шахтах. [18]

Для оценки устойчивости отдельных элементов массива пород вблизи обнажений необходимо учитывать направление возможного развития дефектов и связанных с ними деформаций в предельных условиях и при напряжениях, близких к этим условиям. Поэтому выявление условий и характера разрушений при математическом моделировании имеет принципиальное значение.

Чаще всего для описания предельного условия горных пород используется критерий прочности Мора-Кулона. Также делается попытка описания всех возможных видов разрушения: при сдвиге в условиях всестороннего сжатия, при сдвиге в условиях сжатия и растяжения по разным направлениям, при отрыве и раскалывании. Материал разрушается всегда в результате разрыва связей, однако на макроуровне это происходит по-разному при разрыве, сдвиге или раскалывании.

В соответствии с этим для феноменологических критериев могут применяться различные аналитические выражения, отражающие суть не физических процессов, а их проявлений. При математическом моделировании необходимых результатов можно добиться с помощью критериев, формулирующих условия разрушения при различных видах

нагружения отдельно: всестороннее сжатие, сжатие — растяжение по разным направлениям, растяжение.

При лабораторных прессовых испытаниях в условиях одноосного сжатия образцов вид разрушения и величина разрушающей нагрузки зависят от условий на контактах между торцами образца и плитами пресса. В рамках механики разрушения такие условия связывают с развитием трещин сжатия.

Процесс разрушения материала на микроуровне всегда происходит в результате действия растягивающих сил, однако в рассматриваемом случае суммарные растягивающие силы по плоскостям разрушения нулевые. Следовательно, можно считать, что на макроуровне причиной разрушения являются сжимающие напряжения, действующие в плоскости этих поверхностей. Можно утверждать, что при одноосном напряженном состоянии ($\sigma_{\max} = \sigma_c$, $\sigma_{\min} \approx 0$) разрушение происходит в результате раскалывания.

Примером такого разрушения в природе служит откалывание чешуйчатых кусков пород на стенках горных выработок. Можно предположить, что в пространстве напряжений существует некоторая область, примыкающая к точке одноосного сжатия, в которой при малых растягивающих напряжениях в перпендикулярном направлении разрушение происходит также в результате действия больших сжимающих сил, то есть путем раскалывания.

Если при всестороннем сжатии это условие определяет разрушение при сдвиге, то при раскалывании, как и при растяжении, площадки, по которым образуются трещины, перпендикулярны направлению действия минимальных напряжений, а векторы максимальных сжимающих напряжений лежат в их плоскости. При разрушении хрупких пород путем раскалывания разрушение происходит не только по площадкам, ориентированным вдоль действия максимального напряжения. Ослабление

до некоторой степени происходит и по другим площадкам, не перпендикулярным действию максимальных сил.

3.2 Расчёт импульса давления и коэффициента характеризующего среду

Поведение материала на каждом этапе зависит от действующего напряженного состояния, от достигнутых упругих, пластических, вязких деформаций, от степени нарушенности и ориентации поверхностей ослаблений. Эти явления описываются уравнениями, содержащими физические параметры и константы. Идея состояния позволяет достаточно просто описать все известные связи между физическими параметрами, характеризующими механическое поведение элемента среды. Численные методы при современных вычислительных средствах дают возможность учитывать эти цепочки связей при моделировании механических процессов.

В большинстве случаев знаний о процессах пластического, вязкого деформирования и разрушения в породных массивах недостаточно для определения соответствующих параметров уравнений состояния. Но очень часто этого и не требуется. Необходимы лишь оценочные величины, позволяющие описать сравнительные особенности поведения каждого из элементов рассматриваемой области массива. Если уравнения структурного состояния приняты в таком виде, что параметры меняются в пределах от 0 до 1 или от 1 до 10 и т. п., то выбор этих величин достигается сравнительно просто. Это делается при сопоставлении геологических сведений с учетом геомеханических представлений для всех пород рассматриваемой области массива, полученных на ограниченном материале лабораторных и натурных исследований и литературных сведений. Следует отметить, что при численных расчетах значения модулей упругости всегда выбираются именно так, поскольку для расчетов важнейшими влияющими факторами

являются соотношения между ними. В большинстве случаев то же можно сказать и о других деформационных и прочностных параметрах.

С другой стороны, наличие экспериментальных данных или графиков, описывающих результаты лабораторных опытов с образцами, позволяют уточнять параметры при моделировании соответствующих процессов. Совпадение качественных закономерностей и допустимые отклонения графиков моделирования и лабораторных экспериментов служит убедительным подтверждением правильности принятых параметров.

Выбор вида кинетических уравнений, связывающих параметры состояния, зависит от степени изученности поведения конкретных горных пород и современных представлений и методов механики сплошной среды: теории упругости, пластичности, вязкоупругости, вязкопластичности, разрушения и др. Моделирование большого количества кинетических связей в численных расчетах накладывает требование простоты и универсальности к уравнениям, описывающим эти связи. Под универсальностью понимается применимость одних и тех же уравнений для различных типов пород. Так кинетические уравнения для хрупких скальных и пластичных глинистых или соляных пород одинаковы и различаются лишь константами.

Наиболее надежным способом выбора параметров для исследованных участков массивов может служить сопоставление расчетных и экспериментальных результатов исследования поведения горных пород в условиях натурных или лабораторных экспериментов.

При решении упругой задачи на границе удаляемой части массива (по контуру выработки) задаются снимаемые напряжения, равные по величине действовавшим в нетронутом массиве на этой границе. Рассчитанные напряжения в области вокруг выработок добавляются к начальным, действовавшим в массиве пород до образования выработок.

[18]

В результате пластического деформирования и разрушения состояние пород меняется. Важным допущением является то, что при этом вид критериев прочности остается неизменным. Параметры прочности некоторого объема пород с поверхностями ослаблений представляются как средние величины по трещинам и сплошному материалу. Изменение прочности на разрыв и сдвиг по системам трещин зависит в значительной мере от расчлененности в плоскости трещин и в меньшей мере от их частоты. В то же время на сдвиговую жесткость (деформируемость) в значительно большей мере влияет расчлененность в направлении поперек трещин (густота трещин). Это различие проявляется в характеристике материала как хрупкого или пластичного. [18]

Во время распространения вдоль стенок разрыва импульс давления инициирует образование сдвиговых трещин (разломов) вокруг разрыва. Следовательно, обнаружение соответствующих микроземлетрясений позволяет следить за возбужденными источниками акустических волн и, соответственно, более точно определять положение разрыва. Расчеты выполняются с использованием двух теорий прочности: теории прочности Мора-Кулона и обобщенного условия прочности Мора. Применяемые в прочностных расчетах теория прочности Мора-Кулона и обобщенное условие прочности Мора основываются на разностях главных напряжений, максимальные значения которых в стенке скважины.

Критерий прочности Мора-Кулона обычно используется для анализа несущей способности грунтовых массивов. При нагружении грунты работают преимущественно на сдвиг по поверхности с наименьшей несущей способностью. Поэтому сдвиговая прочность является определяющей прочностной характеристикой для грунтов. Разрушение реализуется в тот момент, когда величина сдвигового (касательного) напряжения достигает предела прочности грунта на сдвиг. Поэтому связь между нормальными напряжениями и касательными напряжениями является критерием прочности для грунтов.

Расчет давления в скважине, обеспечивающего упругое состояние горной породы на стенках, с использованием теории прочности Мора-Кулона хорошо согласуется с экспериментальными данными, если все компоненты главных нормальных напряжений сжимающие. В случае, когда в горной породе стенки скважины действуют растягивающие напряжения, надежность таких расчетов резко падает, так как меняется характер разрушения. [14]

Необходимые значения частоты импульсов и их амплитуды может быть получено аналитическим расчетом. В частности, образование сдвиговых трещин в породах, лежащих вблизи разрыва, было исследовано как аналитически, так и численным методом, путем привлечения уравнений динамики упругих систем для описания гидравлического разрыва, возбужденного внутренними импульсами давления в жидкости, и последующего анализа выполнения критерия Мора-Кулона образования сдвиговых трещин в окрестности разрыва. В частности, из критерия Мора-Кулона следует (в предположении, что сжимающие напряжения положительны), что, рассматривая напряженное состояние в точке с максимальным главным эффективным напряжением (определяемым как разность полного напряжения и давления в порах), равным σ_{\max} , и минимальным эффективным напряжением σ_{\min} сдвиговая трещина появляется, когда выполняется следующее неравенство:

$$\sigma_{\max} - N \sigma_{\min} \geq K, \quad (1)$$

$$N = \operatorname{tg}^2 (0,25\pi + 0,5\varphi), \quad (2)$$

где N – это константа, определяющаяся углом трения φ , K – это константа, равная прочности при сжатии среды. Если $K=0$, то это может считаться подтверждением существования складок, образованных ранее. Если же выполняется неравенство из формулы (1), то возможно

возникновение двух трещин с углами равными $\pm (0,25\pi + 0,5\varphi)$ по отношению к направлению максимального напряжения. Сдвиговые трещины, образуясь способны распространяться на несколько метров в поперечном направлении от разрыва, если частота импульсов давления в жидкости низкая (от 0 до 15 Гц) и в случае большой амплитуды для разрывов шириной от 1 до 30 мм.

Затем, приблизительная величина импульса, которая требуется для открытия уже существующих складок, может быть получена из рассмотрения статической нагрузки на трещину гидравлического разрыва. В частности, для непроницаемых пород при заданном напряженном состоянии вдали от трещины, обозначая максимальное напряжение как S_1 , и минимальное напряжение как S_2 и полагая, что длинный плоский разрыв распространяется вдоль максимального напряжения, рассматривают статическую нагрузку, возникающую при увеличении давления жидкости в разрыве на величину p . Тогда напряжения в пласте равны (мы предполагаем, что нагрузка достаточно мала и не меняет направлений максимального и минимального напряжения)

$$\sigma_{\max} = S_1, \quad (3)$$

$$\sigma_{\min} = S_2 + p, \quad (4)$$

и критерий Мора-Кулона выполняется, если давление жидкости в разрыве

$$p \geq -S_2 + (S_1 - K) / N. \quad (5)$$

Для примера рассчитаем p . Если взять $S_1=35$ МПа , $S_2=16$ МПа , $N=3$, $K=0$ получим $p = -4,33$ МПа , при котором амплитуда импульса давления вызывает растрескивание в пласте. Таким образом, производится импульс с амплитудой, рассчитываемой по формуле (5) или больше, что, как правило,

достаточно для того, чтобы заново открыть складки вокруг гидравлического разрыва.

Для пористых сред приближенное значение давления для образования трещин может быть получено следующим образом. Если задать полное напряжение вдали от трещины:

$$\sigma_{\max} = S_1 \quad (6)$$

$$\sigma_{\min} = S_2 \quad (7)$$

и давление в порах p_0 , то эффект от нагружения разрыва давлением жидкости с приращением p приведет к нагруженному состоянию со следующими основными значениями:

$$\sigma_{\max} = S_1, \quad (8)$$

$$\sigma_{\min} = S_2 + p, \quad (9)$$

в то время как изменение давления в порах p_0 может быть оценено, потому что, в процессе, где можно пренебречь проникновением жидкости через поры, изменение давления в порах связано с изменением полного напряжения формулой:

$$\Delta p_0 = \frac{B}{3} \Sigma \sigma_{i1} (1 + \nu) (\Delta \sigma_{\max} + \Delta \sigma_{\min}), \quad (10)$$

где ν – коэффициент Пуассона, предполагается плоская деформация, $0 < \nu < 1$ – коэффициент характеризующий среду. Для случая однородной статической нагрузки на разрыв из формул (8) и (9) следует, что

$$\Delta\sigma_{\max} = 0, \quad (11)$$

$$\Delta\sigma_{\min} = p. \quad (12)$$

Исходя из того, что эффективные напряжения равны:

$$\sigma_{\max\text{эфф}} = S_1 - T, \quad (13)$$

$$\sigma_{\max\text{эфф}} = S_1 + p - T, \quad (14)$$

$$T = p_0 + \Delta p_0, \quad (15)$$

критерий Мора-Кулона принимает вид

$$(S_1 - T) - N(S_2 + p - T) - K \geq 0, \quad (16)$$

из которого получаем следующую формулу давления растрескивания

$$p \leq \frac{S_1 - N S_2 + (N-1)p_0 - K}{B(1-N) + N}, \quad (17)$$

откуда коэффициент В равен:

$$B = \frac{B}{3}(1 + \nu), \quad 0 \leq B \leq \frac{1}{2}. \quad (18)$$

Таким образом, в ходе расчетов было выявлено, что для достижения необходимой величины импульса давления p и для повышения чувствительности метода пассивного мониторинга необходимо учитывать

коэффициент, характеризующий среду – B . Выявлена зависимость импульса давления от данного коэффициента.

При проведении пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта стоит учитывать зависимость импульса давления от коэффициента, характеризующего среду. Следовательно, при малых значениях коэффициента B , характеризующего среду, образование сдвиговых трещин происходит легче.

В качестве улучшения, предлагается проводить мониторинг гидроразрыва пласта, с использованием скважинного, пассивного микросейсмического мониторинга, при котором необходимо учитывать коэффициент характеризующий среду. Для структуризации результата, оформим вышесказанное в виде таблицы (таблица 2):

Таблица 2 – структурированный список предложений по усовершенствованию метода мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты

Предложение	Обоснование предложения	Способ реализации предложения
1	2	3
Использовать микросейсмический метод мониторинга гидравлического разрыва пласта	Данный вид мониторинг даёт возможность для оперативного внесения корректировок, снизить возможные риски, увеличить добычу трудноизвлекаемых	Для реализации предложения с помощью датчиков отслеживаются микросейсмические события, образованные гидравлическим разрывом пласта

	запасов нефти	
Необходимо уделять пристальное внимание процессам, происходящим в ходе гидравлического	Хотя гидроразрыв пласта и является эффективнейшим методом интенсификации добычи нефти,	Для реализации предложения необходимо подобрать соответствующий метод мониторинга гидроразрыва пласта,

Продолжение таблицы 2

1	2	3
разрыва пласта, и их мониторингу	допущение ошибки в дизайне гидроразрыва пласта и его проведении, может привести к существенному снижению экономической эффективности скважины, ввиду огромных финансовых потерь на исправление ошибки.	без усложнения технологии осуществления, так как усложнение приведёт к значительным финансовым затратам
Применить скваженный способ микросейсмического мониторинга вместо наземного	Применение скваженного метода позволит получать более достоверную информацию, при использовании	Для реализации предложения в скважине устанавливаются датчики, чувствительные к

	меньшего количества датчиков	регистрации микросейсмических событий возникающих в пласте
--	---------------------------------	---

Окончание таблицы 2

1	2	3
Использовать пассивный метод микросейсмического мониторинга	Использование данного метода позволяет получить достоверную информацию при минимальном вовлечении дополнительного оборудования	Для реализации предложения в ходе проведения гидроразрыва пласта в скважину подаются импульсы давления с достаточной для открытия сдвиговых разломов амплитудой
Учитывать коэффициент характеризующий среду	Учет данного коэффициента, позволит при малых его значениях легче получить сдвиговые трещины	Для реализации предложения требуемые частоты импульсов давления и их амплитуды рассчитывается аналитически, либо моделируется.

Для наглядности предлагаемого улучшения, в начале представим блок-схему последовательности операций при осуществлении метода микросейсмического мониторинга согласно искомому авторскому свидетельству, где полужирным шрифтом выделены блоки с недостатками в предложении в патенте:

Искомый метод мониторинга



Рисунок 11 – последовательность операций искомого метода мониторинга

И, также для наглядности, представим предложенный метод микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта, позволяющий рассчитывать необходимую величину импульса давления с учётом коэффициента, характеризующего среду, в виде блок-схемы, где полужирным шрифтом выделены блоки, с предложенными улучшениями:

Модернизированный метод мониторинга



Рисунок 12 – последовательность операций улучшенного метода мониторинга

Очевидно, что мониторинг такого технологического воздействия на пласт, как гидравлического разрыва пласта, наиболее важен и сложен ввиду вариативности при проведении гидроразрыва и ввиду его эффективности в улучшении нефтеотдачи пласта. Также, в сравнении с другими методами, гидравлический разрыв пласта наилучшим образом подходит для мониторинга из-за того, что в ряде сторонних методов технологических воздействий результативность происходящих процессов можно отслеживать поэтапно, так как это обусловлено периодичностью проводимых операций. А мониторинг гидроразрыва пласта происходит

непрерывно, вследствие непрерывного характера осуществления данного технологического воздействия, что влечёт за собой получение актуальных данных в режиме реального времени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения данной работы были рассмотрены различные методы технологического воздействия на нефтяные пласты, были рассмотрены их достоинства и недостатки, а также степень возможности их мониторинга. В ходе этого было выяснено, что гидравлический разрыв пласта, наиболее эффективен как метод технологического воздействия с целью интенсификации нефтеотдачи, в наши дни, и является наиболее подходящим для осуществления мониторинга в реальном времени. Был проведен патентно-информационный обзор существующих способов мониторинга, в результате которого были проанализированы авторские свидетельства и сделаны выводы об их достоинствах и недостатках.

Выяснено, что наиболее современным и эффективным методом мониторинга гидроразрыва является микросейсмический метод. Он позволяет получать актуальную информацию о процессах, происходящих в пласте при осуществлении гидравлического разрыва пласта. Для того, чтобы найти наиболее оптимальный метод микросейсмического мониторинга, проанализировали патенты и выявили их достоинства и недостатки. Этот метод позволяет избежать усложнения технологии осуществления гидроразрыва пласта, дополнительного оборудования.

Среди патентов был отобран один, в котором описан оптимизированный метод мониторинга, и был найден такой способ, который позволил избавиться от существующих в нём ограничений. Предложен метод, при котором нужно знать достаточную величину импульса давления для раскрытия трещин в пласте, вызывающих микросейсмические события. Далее, микросейсмические события регистрируются, давая представление о процессах, которые происходят в пласте при гидравлическом разрыве. Чтобы получить достаточную величину импульса, были проведены расчеты по теории Мора-Кулона, в результате которых был получен коэффициент B , характеризующий среду.

Это позволило выяснить зависимость импульса давления от данного коэффициента, что даёт возможность контролировать и определять необходимую величину импульса давления при осуществлении скважинного мониторинга гидравлического разрыва пласта.

В ходе данной работы, была решена задача по усовершенствованию методов мониторинга технологического воздействия на нефтяные пласты. Сбор качественной, актуальной и достоверной информации в процессе мониторинга гидравлического разрыва пласта, как технологического воздействия, оказывающего максимальное воздействие, даёт возможность найти и применить наиболее эффективные способы интенсификации нефтедобычи.

Исходя из вышесказанного следует, что все поставленные задачи выпускной квалификационной работы выполнены и цели работы достигнуты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 54362-2011 Геофизические исследования скважин. Термины и определения. – Введ. 07.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 20 с.
2. А.с. 2537419 Российская Федерация, МПК⁷ E21B43/26 Мониторинг гидравлического разрыва пласта / Дэвид Джон Хилл ; заявитель и патентообладатель Оптатенс Холдингз Лимитед. – № 2537419/06 ; заявл. 03.02.11 ; опубл. 26.12.12, Бюл. №07 – 5 с.
3. А.с. 2318223 Российская Федерация, МПК⁷ G01V1/00. Способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта / Марк Тирселин ; заявитель и патентообладатель Шлюмбержер Текнолоджи Б.В. – № 2318223/28 ; заявл. 28.09.05 ; опубл. 27.02.08, Бюл. №6 – 1 с.
4. А.с. 2455655 Российская Федерация, МПК⁷ G01V/40 Способ диагностики процессов гидроразрыва пласта в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга / Кабанник А. Ю. ; заявитель и патентообладатель Шлюмберже Текнолоджи Б.В. – № 2010120482/28 ; заявл. 21.05.10 ; опубл. 10.07.12, Бюл. № 19. – 1 с.
5. Александров С. В. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: скважинный или поверхностный : / С. В. Александров – Москва: Oil&Gas Eurasia, 2014 г. – 6 с.
6. Александров С. И. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы / С. И. Александров, В. А. Мишин, Д. И. Буров. // Технологии добычи и использования углеводородов. – 2014. – №2. – С.3 – 5 с.
7. Александров С. И. Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта / С. И. Александров. // Гальперинские чтения – 2015. – №15. – С.15–22.

8. Гурлев И. В. Пространственный анализ амплитуд отраженных продольных волн в азимутально-анизотропных средах: диссертация / И. В. Гурлев, Т. В. Нефёдкина – Новосибирск, 2013 г. – 45 с.
9. Джоэль Г. Микросейсмический мониторинг развития трещин гидравлического разрыва пласта для оптимизации мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождений на поздних стадиях эксплуатации / Джоэль Г. Ле-Кливе, Ле-Бенне, Кевин В. Таннер, Уолтер Д. Грант // Технологии ТЭК. – 2005. – №4. – С. 2–8.
10. Зейгман Ю. В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений : учебник / Ю. В. Зейгман. – Уфа: УГНТУ, 2007. – 232 с.
11. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебник / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина – Томск: ТПУ, 2012 г. - №2 – 166 с.
12. Коротенко В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи / В. А. Коротенко, А. Б. Кряквин, С. И. Грачёв – Тюмень: ТГНУ, 2014 г. – 104 с.
13. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела : учебник / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов – Уфа, 2001 – 544 с.
14. Мохов М. А. Нефтегазовая микроэнциклопедия: / М. А. Мохов – Москва: Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005 г. – 125 с.
15. Мусихин П. В. Научные основы экологической химии природных ресурсов: учебник / П. В. Мусихин – Сыктывкар: СЛИ, 2013 г. – 128 с.
16. Овчинникова В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: / В. П. Овчинникова – Тюмень: ТГНУ, 2014 г. – 163 с.
17. Оловянный А. Г. Механика горных пород : науч. изд. / А. Г. Оловянный. – Санкт-Петербург : Коста, 2012. – 280 с.

18. Попов А. Н. Прочностные расчёты стенок скважины в пористых горных породах: / А. Н. Попов – Уфа: УГНТУ, 2001 г. – 72 с.
19. Рассохин С. Г. Оператор по добыче нефти и газа: учебник / С. Г. Рассохин. – Москва: Академия, 2002. – 54 с.
20. Сафин С. Г. Введение в нефтегазовое дело: учебник / С. Г. Сафин – Архангельск: САФУ, 2015 г. – 161 с.
21. Сургучев М. Л. Вторичные методы увеличения нефтеотдачи : / М. Л. Сургучев – Москва: Недра, 1985 г. – 313 с.
22. Трайзе В. В. Экономическое обоснование программы геолого-технических мероприятий нефтегазодобывающего предприятия / В. В. Трайзе, А. В. Шалахметова, М. С. Юмсунов – Томск: ТГНУ, 2013 г. – 148 с.
23. Шелепов В. В. Состояние сырьевой базы России. Повышение нефтеотдачи пластов : / В. В. Шелепов – Москва, 2003 г. – 240 с.
24. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти : учебник / В. И. Щуров. – Москва : Альянс ТИД, 2009. – 510 с.
25. Всё про нефть и газ – Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта [Электронный ресурс] : научная статья // Нефть и газ. – Режим доступа: <http://neft-i-gaz.ru/litera/index0119.htm>
26. Гидравлический разрыв пласта [Электронный ресурс] : научная статья // Всё о нефти – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/frac.html>
27. Гидроразрыв пласта [Электронный ресурс] : научная статья // Газпром. Информаторий – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/fracturing>
28. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] : обзорная статья // Петрос группа компаний. - Режим доступа: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>
29. Рэлеевское рассеяние [Электронный ресурс] : научная статья // Википедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Рэлеевское_рассеяние

30. Теория Мора – Кулона [Электронный ресурс] : научная статья // Википедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Теория_мора_кулона

31. Технологии добычи [Электронный ресурс] : обзорная статья // Газпромнефть. – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/technologies/production>

32. Технологии. Гидравлический разрыв пласта [Электронный ресурс] : научная статья // Нефтегаз.РУ – Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
«Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

«06» июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

"15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исследование методов мониторинга технологических воздействий на
нефтяные пласты


Руководитель


подпись, дата

к.т.н., доцент

В.С. Тынченко

Выпускник


подпись, дата

В.В. Марченко

Красноярск 2017